

connessioni degli utenti attivi con le reti di distribuzione si riferiscono esclusivamente alle attività che sono state svolte dalle imprese distributrici con più di 100.000 clienti.

Le connessioni degli utenti passivi, infine, sono state raccolte da Terna e dalle imprese di distribuzione nell'ambito della consueta Indagine sui settori regolati, svolta annualmente dall'Autorità.

Nell'anno 2013 Terna ha ricevuto 168 richieste di connessione per impianti di produzione di energia elettrica, corrispondenti a una potenza totale di circa 6,4 GW, e nello stesso anno ha messo a disposizione 123 preventivi, corrispondenti a una potenza totale di circa 4,5 GW, con tempi medi per la messa a disposizione del preventivo, al netto delle interruzioni consentite, pari a 46 giorni lavorativi. Nell'ambito dei preventivi messi a disposizione, 75 di essi sono stati accettati nell'anno 2013, corrispondenti a una potenza totale di circa 2,6 GW; per tre di questi, corrispondenti a 39 MW, è stata presentata la richiesta di messa a disposizione delle Soluzioni tecniche minime di dettaglio (STMD), che sono state messe a disposizione, al netto delle interruzioni consentite, con tempi medi pari a 60 giorni lavorativi. Tutte le STMD sono state accettate dai richiedenti la connessione. Nell'anno 2013 Terna ha effettuato due connessioni, corrispondenti a 24 MW, relative a richieste di connessione per impianti di produzione di energia elettrica presentate sempre nel 2013.

Con riferimento alla connessione degli impianti di produzione di energia elettrica con le reti di distribuzione, nell'anno 2013 le imprese distributrici hanno ricevuto poco meno di 114.000 richieste di connessione con le reti di bassa e media tensione per impianti di produzione di energia elettrica, corrispondenti a una potenza totale di poco meno di 3,3 GW; nello stesso anno hanno messo a disposizione circa 107.000 preventivi, corrispondenti a una potenza totale di poco più di 2,6 GW, con tempi medi per la messa a disposizione del preventivo, al netto delle interruzioni consentite, pari a:

- 17 giorni lavorativi, per potenze in immissione richieste fino a 100 kW;
- 35 giorni lavorativi, per potenze in immissione richieste superiori a 100 kW e fino a 1.000 kW;

- 45 giorni lavorativi, per potenze in immissione richieste superiori a 1.000 kW.

Circa 91.000 preventivi sul totale di quelli messi a disposizione sono stati accettati nell'anno 2013, corrispondenti a una potenza totale di poco meno di 1,5 GW.

Nell'anno 2013 sono state realizzate quasi 73.000 connessioni, corrispondenti a circa 600 MW, con tempi medi per la realizzazione della connessione, al netto delle interruzioni consentite, pari a:

- sette giorni lavorativi, nel caso di lavori semplici⁹;
- 43 giorni lavorativi, nel caso di lavori complessi¹⁰.

Nell'anno 2013 l'unica impresa distributtrice che ha ricevuto richieste di connessione con le reti di alta tensione per impianti di produzione di energia elettrica è stata Enel Distribuzione con 27 richieste di connessione, corrispondenti a una potenza totale di poco più di 700 MW; nello stesso anno Enel Distribuzione ha messo a disposizione 16 preventivi, corrispondenti a una potenza totale di poco meno di 520 MW, con tempi medi per la messa a disposizione del preventivo, al netto delle interruzioni consentite, pari a 46 giorni lavorativi.

Nell'ambito dei preventivi messi a disposizione, dieci di essi sono stati accettati nell'anno 2013, corrispondenti a una potenza totale di circa 225 MW, e per nessuno di questi è stata presentata la richiesta di messa a disposizione della STMD; conseguentemente, nell'anno 2013 non è stata effettuata alcuna connessione con reti di alta tensione di impianti di produzione di energia elettrica aventi presentato richiesta nel medesimo anno.

In merito all'andamento delle connessioni degli utenti passivi nel 2013, sulla base di stime preliminari i dati raccolti mostrano che sono state effettuate circa 362.000 connessioni con le reti di distribuzione, per la quasi totalità in bassa tensione. Il tempo medio per effettuare tali connessioni è risultato pari a 10,2 giorni lavorativi. In particolare, il tempo medio per la realizzazione delle connessioni in bassa tensione è risultato pari a 7,7 giorni lavorativi. Terna ha effettuato un'unica connessione di cliente passivo, con un tempo di realizzazione dell'intervento, richiedente lavori complessi, pari a circa 270 giorni lavorativi, com-

⁹ I lavori semplici sono la realizzazione, la modifica o la sostituzione a regola d'arte dell'impianto del gestore di rete eseguite con un intervento limitato alla presa ed eventualmente al gruppo di misura.

¹⁰ I lavori complessi sono la realizzazione, la modifica o la sostituzione a regola d'arte dell'impianto del gestore di rete, in tutti i casi non compresi nella definizione di lavori semplici.

previsi delle tempistiche necessarie al rilascio della Soluzione tecnica minima generale e della STMD, oltre che al completamento dei lavori per la realizzazione dell'impianto di rete, escludendo

sia il tempo trascorso per ottenere eventuali autorizzazioni, sia i tempi necessari al cliente per il completamento dei lavori di sua competenza.

LIVELLO DI TENSIONE	NUMERO DI CONNESSIONI	TEMPO MEDIO ^(A)
Bassa tensione	360.672	7,7
Media tensione	1.815	19,1
TOTALE	362.487	10,2

(A) Valore calcolato senza tenere conto di chi non ha connessioni, escludendo il tempo trascorso per ottenere eventuali autorizzazioni e/o per gli eventuali adempimenti a carico del cliente finale.

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.18

Connessioni di utenti passivi con le reti di distribuzione e tempo medio di allacciamento nel 2013

Numero di connessioni e tempo medio di allacciamento in giorni lavorativi

Mercato all'ingrosso

Il Gestore dei mercati energetici (GME) si occupa della gestione dei mercati dell'energia, ripartiti tra Mercato a pronti dell'energia (MPE), a sua volta articolato nel Mercato del giorno prima (MGP), nel Mercato infragiornaliero (MI) e nel Mercato per il servizio di dispacciamento (MSD), e Mercato a termine dell'energia elettrica (MTE) con obbligo di consegna fisica dell'energia. Il GME, inoltre, gestisce la piattaforma per la consegna fisica dei contratti finanziari conclusi sull'INDEX (piattaforma per la Consegna derivati energia - CDE), segmento del mercato dei derivati di Borsa Italiana per la negoziazione di contratti finanziari *futures* sull'energia.

L'MGP ha per oggetto la contrattazione di energia con riferimento alle 24 ore del giorno di consegna; la contrattazione viene gestita mediante aste orarie a prezzo di equilibrio (*system marginal price*) e le offerte possono essere effettuate a partire dal nono giorno antecedente il giorno di consegna. Mentre le offerte in vendita sono valorizzate in ogni ora al prezzo zonale rilevante, le offerte in acquisto sono valorizzate in ciascuna ora a un Prezzo unico nazionale di acquisto (PUN) definito come media dei prezzi zionali ponderati per il valore degli acquisti totali. In questo mercato il GME agisce da controparte centrale.

L'MI si svolge tra la chiusura dell'MGP e l'apertura dell'MSD e consente agli operatori di aggiornare le offerte di vendita e di acquisto nonché

le loro posizioni commerciali rispetto alle negoziazioni sull'MGP. L'MI è stato istituito con la legge 28 gennaio 2009, n. 2, ed è stato avviato nel novembre 2009 in sostituzione del Mercato di aggiustamento (MA). A partire da gennaio 2011 tale mercato si articola in quattro sessioni (MI1-MI2-MI3-MI4), con orari di chiusura diversi e in successione; è un mercato ad asta con prezzo di equilibrio dove, a differenza dell'MGP, sia le offerte in vendita sia quelle in acquisto vengono valorizzate al prezzo zonale. Anche in questo mercato il GME agisce da controparte centrale. L'MSD ha per oggetto l'approvvigionamento da parte di Terna delle risorse necessarie alla gestione e al controllo del sistema, per la risoluzione delle congestioni intrazonali, la creazione delle riserve di energia e il bilanciamento in tempo reale; diversamente dagli altri mercati, è Terna in questo caso che agisce da controparte centrale. L'MSD si articola in fase di programmazione (MSD *ex ante*) e Mercato del bilanciamento (MB). L'MSD *ex ante* e l'MB si svolgono in più sessioni, secondo quanto previsto nella disciplina del dispacciamento. L'MSD *ex ante*, in particolare, si articola in tre sottofasi di programmazione (MSD1-MSD2-MSD3), mentre l'MB è organizzato in cinque sessioni nelle quali Terna seleziona offerte riferite a gruppi di ore del medesimo giorno in cui si svolge la relativa sessione e non prevede la presentazione di nuove offerte ma solo la possibilità in capo a Terna

di accettare offerte già presentate nell'MSD *ex ante*. La modalità di contrattazione è un'asta discriminatoria ovvero le offerte accettate vengono valorizzate ciascuna al proprio prezzo di offerta (*pay-as-bid*), sottendendo pertanto un modello nodale (e non zonale come nell'MGP e nell'MI) della rete¹¹. L'MTE è la sede per la negoziazione dei contratti a termine con obbligo di consegna e ritiro dell'energia. Le negoziazioni si svolgono in modalità continua e riguardano due tipologie di contratti, *baseload* e *peakload*, negoziabili con periodi di consegna mensile (tre prodotti), trimestrale (quattro prodotti) e annuale (un prodotto).

Nel novembre 2008, Borsa Italiana ha lanciato il mercato italiano dei derivati elettrici (IDEX), dedicato alla negoziazione di strumenti finanziari derivati aventi come sottostante il prezzo medio di acquisto (PUN). In attuazione del decreto del Ministero dello sviluppo economico 29 aprile 2009, il GME ha stipulato un accordo di collaborazione con Borsa Italiana al fine di consentire agli operatori partecipanti a entrambi i mercati di regolare, mediante consegna fisica, i contratti finanziari conclusi sull'IDEX. Da ultimo si evidenzia che gli operatori possono vendere e acquistare energia non solo attraverso il mercato organizzato del GME, ma anche stipulando contratti di compravendita conclusi al di fuori del sistema delle

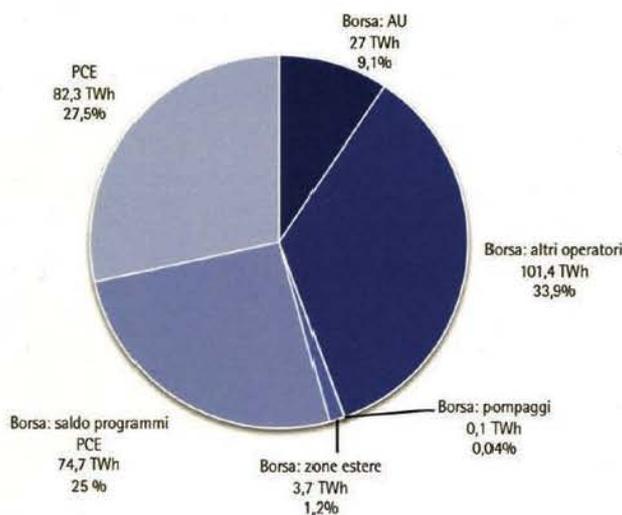
offerte. A partire da maggio 2007 è entrata in vigore la Piattaforma conti energia (PCE) come ulteriore elemento di flessibilità del sistema. Sulla piattaforma vengono registrati i quantitativi sottesi a contratti a termine bilaterali (per lo più negoziati su piattaforme di brokeraggio) e i quantitativi contrattati sulla piattaforma CDE.

Borsa elettrica: domanda nel Mercato del giorno prima

Nel 2013 la quantità di energia elettrica acquistata nel Sistema Italia è stata pari a 289,2 TWh, in calo del 2,9%¹² rispetto al 2012 (298,7 TWh), prolungando così il trend decrescente avviatosi nel 2010 e raggiungendo il minimo storico dalla partenza del mercato. Tale calo è dovuto alla forte contrazione dei volumi acquistati nella quasi totalità delle zone, in particolare in Sardegna (14,1%), nel Centro-Nord (-9,8%), nel Centro-Sud (-7,1%) e in Sicilia (-3,4%), mentre nella zona Nord i consumi hanno subito un calo più contenuto pari al -1,1%. L'unica macrozona a far registrare una ripresa degli acquisti è la zona Sud¹³ che, rispetto al 2012, è cresciuta del 2,7%. In netta ripresa sono anche gli acquisti delle zone estere (+17,3%), i cui volumi però continuano ad attestarsi su livelli contenuti.

FIG. 2.9

Composizione della domanda di energia elettrica nel 2013



Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati GME.

¹¹ Per maggiori dettagli su volumi, prezzi e dinamiche che interessano i mercati MI ed MSD, nonché per ulteriori approfondimenti sull'evoluzione del mercato elettrico all'ingrosso, si rimanda alla Relazione Annuale del GME e al Rapporto di monitoraggio dei mercati elettrici a pronti e a termine e dei servizi di dispacciamento pubblicato dall'Autorità per l'Energia Elettrica il Gas ed il Sistema Idrico.

¹² La variazione rispetto all'anno precedente è calcolata sugli acquisti medi orari in considerazione del fatto che il 2012 è stato un anno bisestile.

¹³ La zona Sud ricomprende i poli di Foggia, Brindisi e Rossano.

Nonostante il calo degli acquisti, gli scambi di Borsa hanno fatto registrare un deciso aumento nel 2013 rispetto al 2012, attestandosi a circa 207 TWh (+16,1%).

La crescita dei volumi di Borsa ha trascinato la liquidità del mercato che è passata dal 59,8% del 2012 al 71,55% del 2013. Un contributo importante alla riduzione degli acquisti è attribuibile, per il

secondo anno consecutivo, all'Acquirente unico che, con circa 27 TWh acquistati, ha registrato un calo di circa il 31%. Diminuzione importante degli acquisti anche per gli operatori diversi dell'Acquirente unico che hanno ridotto i consumi del 6%, portandoli a 101,4 TWh. Anche la domanda sottostante i contratti bilaterali ha registrato una forte contrazione attestandosi a 82,3 TWh (-31%).

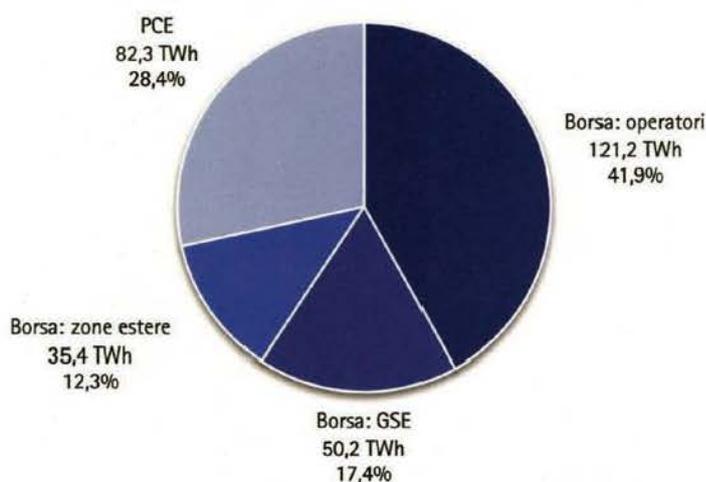


FIG. 2.10

Composizione percentuale dell'offerta di energia elettrica nel 2013

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati GME.

Borsa elettrica: offerta nel Mercato del giorno prima

L'aumento dei volumi venduti in Borsa nel 2013, pari al 16,1%, è da ricondursi principalmente alla crescita delle offerte da parte degli operatori, diversi dal Gestore dei servizi energetici (GSE), le cui vendite, dopo due anni di calo, si sono attestate a 121,2 TWh, con un aumento del 28,5%. In ripresa anche le vendite delle zone estere che hanno fatto registrare un aumento del 7,8% attestandosi a 35,5 TWh. In controtendenza le offerte del GSE che, pur rimanendo in linea con i livelli elevati raggiunti nel 2012, quando la crescita fu del 30% rispetto all'anno prima, hanno fatto registrare una lieve flessione attestandosi a circa 50,2 TWh (-1,4%). Sulla PCE si rileva, infine, una decisa contrazione dei volumi registrati che sono scesi a 82,2 TWh (-31,3%).

Borsa elettrica: risultati sul Mercato del giorno prima

La Borsa elettrica italiana ha registrato nell'anno 2013 un prezzo

medio di acquisto dell'energia pari a 62,99 €/MWh, con una flessione, rispetto al 2012, del 16,6%.

Il ribasso è risultato particolarmente significativo soprattutto nelle ore di picco, dove il PUN è sceso al minimo storico (70,97 €/MWh, -17,7% rispetto all'anno precedente). Anche nelle ore di fuori picco la flessione dei prezzi è stata considerevole, seppur meno consistente, con i prezzi che sono scesi mediamente a 59,40 €/MWh (-14,9 % sull'anno precedente). Il prezzo medio mensile più elevato è stato rilevato nel mese di dicembre, raggiungendo i 69,28 €/MWh, mentre il picco di domanda mensile si è confermato nel mese di luglio con 26,6 TWh, in calo del 5,4% rispetto allo stesso mese del 2012.

Nel dettaglio a livello zonale si è assistito a una generale diminuzione dei prezzi, scesi nel continente e in Sardegna attorno ai 57/62 €/MWh, con ribassi compresi fra il 17% e il 25%. In Sicilia il prezzo ha subito un calo decisamente più modesto, rispetto al resto del Paese, attestandosi a 92 €/MWh, in flessione del 3,4%. Come già osservato nel 2012, anche nel

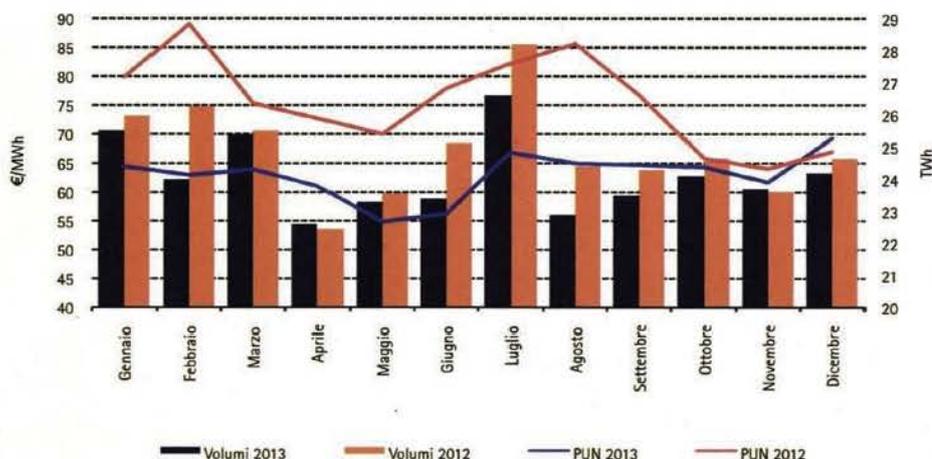
2013 nel continente è aumentato lo spread tra prezzo massimo (rappresentato dalla zona Nord) e prezzo minimo (rappresentato dalla zona Sud) raggiungendo i 4,36 €/MWh e portandosi così a ridosso del massimo raggiunto nel 2007, quando le due zone si trovavano però nella situazione opposta. Guardando alle isole, anche tra la Sicilia e il continente si è assistito ad un aumento del differenziale, salito a 30,42 €/MW (44%), che diventa

pari a 34,78 €/MWh (39%) se il confronto è effettuato con la zona più economica. In controtendenza, invece, è la Sardegna che ha visto il maggior calo dei prezzi a livello zonale, con un valore medio che si è portato a 61,58 €/MWh (25% rispetto al 2012). Questo ha praticamente azzerato il differenziale con il continente, crollato a 1,74 €/MWh (-80% rispetto al 2012), e ridotto a 4,30 €/MWh quello con la zona Sud (-62%).

FIG. 2.11

Andamento del Prezzo unico nazionale e volumi scambiati nel 2012 e nel 2013

€/MWh; TWh

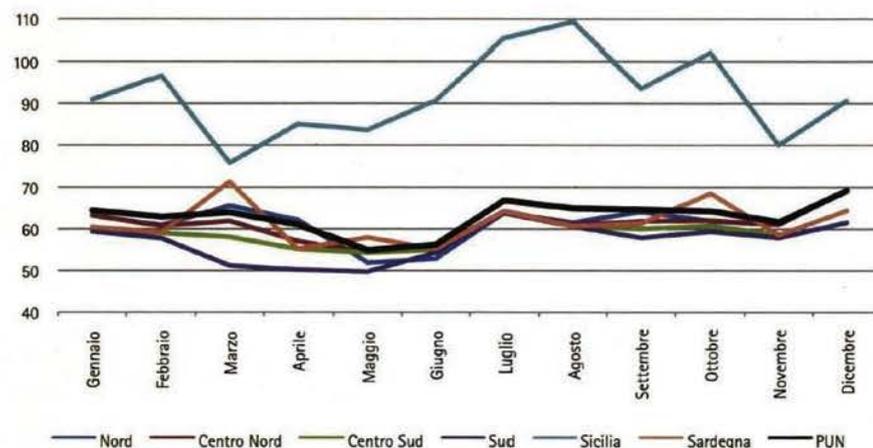


Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati GME.

FIG. 2.12

Andamento mensile dei prezzi zonali nel 2013

€/MWh



Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati GME.

Borsa elettrica: confronto con le principali Borse europee

A livello europeo, il protrarsi della crisi economica durante il 2013 ha confermato alcune tendenze già emerse sulle principali Borse durante il 2012. I prezzi in media annua sono diminuiti ovunque e si sono attestati tra i 38 €/MWh (Germania) e i 44 €/MWh (Spagna). In questo contesto, la Borsa elettrica italiana, pur confermandosi un mercato con dinamiche proprie, ha fatto registrare la flessione più importante tra le principali Borse europee (-16,6%). Tale flessione si è tradotta in una crescente convergenza fra i prezzi in Italia e quelli delle altre principali Borse, seppur persista una distanza ancora importante tra i corrispondenti livelli di prezzo. Nel dettaglio, il differenziale del prezzo italiano con la Germania è sceso a 25,21 €/MWh (-23%), quello con la Francia a 19,75 €/MWh (-31%) e quello con la Spagna a 18,72 €/MWh (-34%), come mostrato in figura 2.13. Sempre con riferimento al 2013, la quotazione media più bassa si è registrata in Germania (EPEX) con 37,78 €/MWh, in riduzione dell'11% rispetto al 2012. Nonostante la dinamica di interazione tra le Borse *spot*, favorita dalle crescenti esperienze di *market coupling*, si è registrata una crescita del differenziale del prezzo della Germania con la Francia (quest'ultimo mediamente pari a 43,24 €/MWh, -8% rispetto allo scorso anno) che ha raggiunto il massimo storico degli ultimi nove anni di 5,5 €/MWh; la causa di ciò è da imputare alle differenze

strutturali dei parchi di produzione nazionali, messe ancora più in evidenza dai forti fenomeni stagionali che hanno determinato disallineamenti meno frequenti, ma mediamente più intensi, rispetto al passato. Sulla Borsa spagnola (Omel) la quotazione media per il 2013 è stata pari a 44,26 €/MWh, in riduzione del 6% rispetto allo scorso anno. In controtendenza la Borsa nordica (NordPool) che, dopo aver sperimentato la maggior contrazione di prezzo a livello europeo nel 2012, ha fatto registrare nel 2013 la crescita maggiore, con un livello medio pari a 38,35 €/MWh (+23%).

Mercato a termine dell'energia elettrica

L'MTE gestito dal GME è stato istituito nel novembre 2008 allo scopo di consentire agli operatori una gestione più flessibile del proprio portafoglio di energia. Sull'MTE sono negoziabili 16 prodotti: contratti della tipologia *baseload* e *peakload* con periodi di consegna pari al mese (tre prodotti), al trimestre (quattro prodotti) e all'anno (un prodotto).

Terminata la fase di negoziazione, i contratti con periodo di consegna mensile sono registrati in corrispondenti transazioni sulla PCE, previa verifiche di congruità previste nel regolamento della piattaforma. Per i contratti con periodo di consegna pari al trimestre e all'anno è previsto il meccanismo "della cascata"¹⁴.

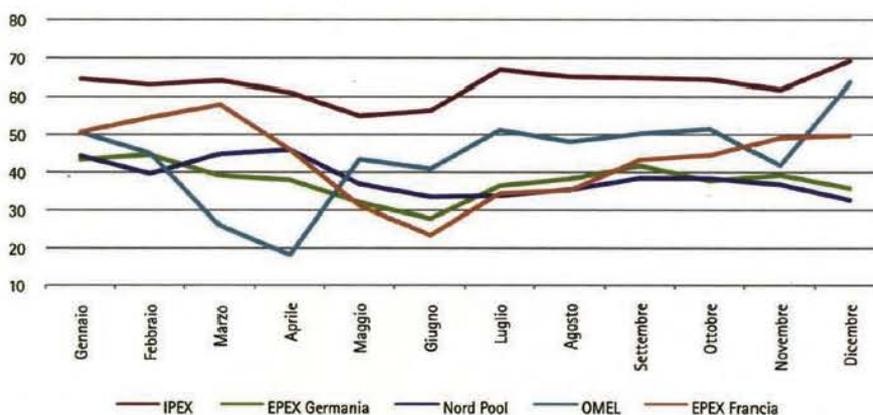


FIG. 2.13

Andamento del prezzo medio mensile nelle principali Borse europee nel 2013

Valori medi *baseload*, €/MWh

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati GME.

Nel 2013 sono stati scambiati 41,1 TWh di energia, contro i 54,1 TWh scambiati nel 2012, registrando su base annua un calo prossimo ai 14 TWh. Quest'ultimo incorpora una riduzione dei volumi di Borsa (8 TWh, -22%), solo parzialmente compensata dai contratti bilaterali conclusi OTC e registrati ai fini di *clearing* (33,1 TWh, +8,5%), che rappresenta ormai una quota predominante (81%) dell'energia transitata sull'MTE. Il calo dei volumi transitati sulla piattaforma MTE ha interessato soprattutto i contratti *baseload* (36,7 TW, -30%), in particolare i mensili e trimestrali, scesi rispettivamente a quota 0,2 TWh e 0,3 TWh (-91% e -95%); la flessione è stata invece più contenuta per i prodotti annuali: 36,1 TWh, -15%. In controtendenza i prodotti *peakload* che sono cresciuti nel 2013 a 4,4 TWh (+63%), con una concentrazione dei volumi negoziati sul prodotto annuale (4,3 TWh, +65%).

La scarsa liquidità del mercato MTE, in termini di contratti conclusi

e distanza temporale tra i diversi abbinamenti, complica l'analisi sui segnali di prezzo forniti nel 2013 per l'anno 2014. Focalizzando l'attenzione sul solo prodotto annuale - *baseload* e *peakload* - che rappresenta il 74% degli abbinamenti - si osserva una dinamica ribassista che ha caratterizzato i primi mesi del 2013 e una successiva stabilizzazione a partire dal mese di aprile, con un prezzo medio di 61,6 €/MWh per il *baseload* e 69 €/MWh per il *peakload*. Per quanto riguarda il prodotto *baseload*, l'ultimo prezzo di abbinamento nel mese di dicembre risulta di circa 63 €/MWh, valore decisamente elevato rispetto alle quotazioni *spot* del primo trimestre 2014, a conferma della situazione di profonda incertezza, che porta gli operatori a prediligere posizioni a termine piuttosto conservative che spesso sottostimano i *trend* ribassisti in atto, tendendo a riprodurre per l'anno successivo livelli e andamenti infra annuali in atto nel periodo di contrattazione.

TAV. 2.19

Volumi scambiati sul Mercato a termine dell'energia elettrica nel 2013

DURATA	PRODOTTI BASELOAD	PRODOTTI PEAKLOAD
Mensili	233	6
Trimestrali	341	75
Annuali	36.144	4.297
TOTALE	36.718	4.379

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati GME.

¹⁴ Procedura tramite cui i contratti a termine trimestrali e annuali (*futures, forward* e contratti per differenze) al momento della scadenza sono sostituiti con un equivalente numero di contratti con durata più breve. Le nuove posizioni vengono aperte a un prezzo pari a quello di liquidazione finale dei contratti originari.

Mercati per l'ambiente

Il meccanismo dei certificati verdi

Introdotta dal decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, il sistema dei certificati verdi prevede la promozione della produzione di energia elettrica da impianti alimentati da fonti rinnovabili sulla base di un meccanismo di mercato. La domanda di certificati verdi nasce dall'obbligo imposto ai produttori/importatori di energia elettrica di immettere in rete una determinata quota di energia prodotta da fonti rinnovabili.

Tale quota, inizialmente posta pari al 2%, è stata poi aumentata fino al 7,55% in relazione alle produzioni e alle importazioni da fonti non rinnovabili del 2012, per poi decrescere, in base a quanto disposto dall'art. 25, comma 3, del decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28, e azzerarsi a partire dal 2015 (in particolare, è pari al 5,03% in relazione alle produzioni e alle importazioni da fonti non rinnovabili del 2013). Successivamente al 2015, con l'azzeramento della domanda, non troverà più applicazione il meccanismo dei certificati verdi; i produttori ammessi a beneficiarne riceveranno un incentivo "sostitutivo" riferito alla produzione netta, fino al termine del rispettivo periodo di diritto.

Pertanto, il mercato dei certificati verdi, che già da alcuni anni è caratterizzato da eccesso di offerta, nei prossimi anni è destinato a scomparire al termine delle negoziazioni necessarie a soddisfare l'obbligo correlato alle produzioni e alle importazioni da fonti non rinnovabili del 2014 (cioè dal 2016).

Nel mercato dei certificati verdi, l'offerta è rappresentata dai titoli associati all'energia prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili entrati in esercizio tra l'1 aprile 1999 e il 31 dicembre 2012 e appositamente qualificati dal GSE (fatte salve le eccezioni concesse dal decreto interministeriale 6 luglio 2012), moltiplicata per un fattore differenziato per fonte. Ogni certificato verde corrisponde pertanto ad 1 MWh equivalente, ma non necessariamente a 1 MWh di energia elettrica effettivamente prodotta. Per effetto della legge 23 agosto 2004, n. 239, e del decreto interministeriale 24 ottobre 2005, i certificati verdi sono stati transitoriamente estesi

anche agli impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento, indipendentemente dalla fonte.

I certificati verdi possono essere "autoprodotti" o scambiati tra operatori, tramite contrattazioni bilaterali o presso la piattaforma per la negoziazione organizzata e gestita dal GME.

La tavola 2.20 mostra gli esiti delle contrattazioni avvenute nel mercato gestito dal GME nel corso dell'anno solare 2013. Nella tavola sono raggruppate le contrattazioni distinguendo per tipo di prodotto negoziato, ovvero certificati emessi dal GSE relativamente alla produzione da impianti da fonte rinnovabile (IAFR) e certificati emessi dal GSE relativamente alla produzione da impianti di cogenerazione abbinata a teleriscaldamento (per la quota di energia termica effettivamente utilizzata per il teleriscaldamento), in entrambi i casi con indicazione dell'anno di riferimento.

Nella tavola sono mostrati anche gli esiti delle contrattazioni *over-the-counter* registrate sulla Piattaforma dei bilaterali certificati verdi (PBCV).

Si nota che il numero delle contrattazioni è aumentato rispetto all'anno solare 2012. Infatti i certificati verdi negoziati nell'anno 2013 sono riferiti alla chiusura dell'obbligo dell'anno 2012 (fino al 31 marzo 2013) e all'obbligo dell'anno 2013 (terminato il 31 marzo 2014). In particolare, la quota d'obbligo 2013, applicata all'energia elettrica prodotta e importata da fonti non rinnovabili nel 2012, ha raggiunto il valore più alto prima di iniziare a decrescere fino al prossimo azzeramento.

Nel 2013 il prezzo medio di vendita nel mercato gestito dal GME è stato di 83,73 €/MWh, in aumento di circa il 10% rispetto all'anno precedente (nel quale invece si era registrata una diminuzione di circa il 7% rispetto all'anno 2011), mentre il prezzo per i bilaterali è stato di 78,52 €/MWh, in aumento del 4,9% rispetto a quanto registrato nei 12 mesi precedenti e in continuità con quanto osservato nel 2011.

La liquidità del mercato è stata di poco inferiore al 17%, in aumento rispetto al 2012, quando si era attestata a un valore pari al 12%.

I certificati verdi con anno di riferimento 2012 e 2013 sono stati

scambiati in quantità nettamente predominante (rispettivamente pari a circa 3,6 e 3,8 milioni) rispetto a quelli riferiti ad altri

anni di produzione e, in particolare, hanno raggiunto una quota complessiva pari al 97,4% del totale degli scambi.

TAV. 2.20

Esiti della contrattazione dei certificati verdi nel 2013

Certificati negoziati in MWh; prezzo medio in €/MWh

TIPOLOGIA DI CERTIFICATI VERDI E ANNO DI RIFERIMENTO	MERCATO GME		BILATERALI	
	CV NEGOZIATI	PREZZO MEDIO	CV NEGOZIATI	PREZZO MEDIO
Rinnovabili (2010)	4.975	79,74	117.622	65,33
Rinnovabili (2011)	83.555	82,65	527.546	59,17
Rinnovabili (2012)	3.563.369	81,25	20.038.823	75,47
Rinnovabili (2013)	3.806.756	86,11	15.817.892	83,54
Teleriscaldamento (2009)	10.241	79,58	187.776	42,80
Teleriscaldamento (2010)	1.004	76,52	1.475	66,60
Teleriscaldamento (2011)	94.005	83,06	555.392	79,15
Teleriscaldamento (2012)	4.975	79,74	117.622	65,33

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati GME.

Mercato dei Titoli di efficienza energetica

Il meccanismo dei Titoli di efficienza energetica (TEE), conosciuti anche come "certificati bianchi", è stato introdotto con i decreti del Ministro delle attività produttive 20 luglio 2004 e successivamente oggetto di revisione mediante il decreto del Ministro dello sviluppo economico, di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare del 21 dicembre 2007. Attraverso tali disposizioni sono stati stabiliti gli obiettivi quantitativi nazionali di incremento dell'efficienza energetica per i distributori di energia elettrica e gas naturale sino al 2012. Da ultimo il decreto interministeriale del 28 dicembre 2012 ha definito i nuovi obiettivi di risparmio di energia primaria per il periodo 2013-2016 e ha disposto rilevanti modifiche nella struttura e nella gestione del sistema, in particolare assegnando al GSE l'attività di gestione del meccanismo in precedenza in capo all'Autorità.

Il decreto prevede altresì un meccanismo di incremento della quota relativa all'obbligo quantitativo nazionale. In particolare, a partire dal 2014, nel caso in cui l'effettivo risparmio energetico conseguito registri un ammontare in eccesso superiore al 5% degli obiettivi nazionali, l'obbligo relativo all'anno successivo verrà incrementato della parte eccedente il 5%.

I TEE vengono rilasciati a seguito di incrementi di efficienza energetica per una durata di cinque-otto anni e hanno valore proporzionale al risparmio energetico addizionale conseguito,

secondo il c.d. "coefficiente di durabilità". Essi sono emessi dal GME a favore dei distributori, delle società controllate dai distributori, delle società operanti nel settore dei servizi energetici (ESCo), dei soggetti che hanno ottemperato all'obbligo di nomina dell'*energy manager* ai sensi della legge 9 gennaio 1991, n. 10 e, a partire dal 2013, delle società che provvedono volontariamente alla nomina dell'*energy manager* ovvero si dotano di un sistema di gestione dell'energia certificato in conformità alla norma ISO 50001.

Il GME organizza e gestisce il Registro dei TEE, suddivisi tra le seguenti tipologie progressivamente previste dall'Autorità per tenere conto delle modifiche alla normativa di riferimento:

- tipo I, attestanti il conseguimento di risparmi di energia attraverso interventi di riduzione dei consumi finali di energia elettrica;
- tipo II, attestanti il conseguimento di risparmi di energia attraverso interventi di riduzione dei consumi di gas naturale;
- tipo III, attestanti il conseguimento di risparmi di energia attraverso interventi diversi dai precedenti;
- tipo IV, attestanti il conseguimento di risparmi di forme di energia diverse dall'elettricità e dal gas naturale, realizzati nel settore dei trasporti e valutati con le modalità previste dall'art. 30 del decreto legislativo n. 28/11, ovvero approvate con il decreto interministeriale 28 dicembre 2012;
- tipo V, attestanti il conseguimento di risparmi di forme di

energia diverse dall'elettricità e dal gas naturale, realizzati nel settore dei trasporti e valutati attraverso modalità diverse da quelle previste per i TEE di tipo IV;

- tipo II-CAR, attestanti il conseguimento di risparmi di energia tramite la cogenerazione ad alto rendimento la cui entità è stata certificata sulla base di quanto disposto dal decreto ministeriale 5 settembre 2011;
- tipo IN, emessi a seguito dell'applicazione di quanto disposto dal decreto interministeriale 28 dicembre 2012 in materia di premialità per l'innovazione tecnologica;
- tipo E, emessi a seguito dell'applicazione di quanto disposto dal decreto interministeriale 28 dicembre 2012 in materia di premialità per la riduzione delle emissioni in atmosfera.

I soggetti obbligati (ovvero i distributori che alla data del 31 dicembre, per due anni antecedenti a ciascun obbligo, abbiano

connessi con la propria rete di distribuzione più di 50.000 clienti finali) possono soddisfare i propri obblighi di risparmio energetico anche acquistando i relativi TEE da altri soggetti con contrattazioni bilaterali o su un apposito mercato organizzato e gestito dal GME, che ne ha predisposto, d'intesa con l'Autorità, le regole di funzionamento.

Nel 2013, in particolare, sono stati scambiati sul mercato organizzato 2.812.917 TEE, quantità confrontabile con quella registrata nello scorso anno solare, quando invece si era registrato un netto incremento rispetto ai 12 mesi precedenti.

La liquidità del mercato organizzato è stata del 34%, in lieve ma costante aumento rispetto ai valori del 2011 (31%) e del 2012 (33%); considerando il solo secondo semestre, invece, circa il 44% degli scambi è avvenuto presso il mercato organizzato. Si noti infine che in alcune sessioni del mercato organizzato sono stati scambiati, per la prima volta, anche TEE di tipo II-CAR e poche unità di TEE di tipo IV.

TIPOLOGIA	MERCATO GME		BILATERALI	
	TEE NEGOZIATI	PREZZO MEDIO	TEE NEGOZIATI	PREZZO MEDIO
I	946.824	104,92	1.720.101	89,41
II	1.306.921	103,87	2.069.706	100,04
III	514.740	106,32	1.450.926	104,94
II-CAR	44.432	109,38	178.716	102,61
V	134	99,58	212	105,55

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati GME.

TAV. 2.21

Esiti della contrattazione del mercato dei certificati bianchi organizzato dal GME e della contrattazione bilaterale nel 2013

Quantità in tep; prezzi in €/tep

Mercato finale della vendita

La tavola 2.22 quantifica il numero di operatori presenti nelle tre articolazioni del mercato della vendita di energia elettrica ai clienti finali e dei rispondenti all'Indagine annuale sui settori regolati dell'energia elettrica e del gas. Nel 2013 hanno dichiarato nell'Anagrafica operatori di svolgere (anche per un periodo limitato

dell'anno) l'attività di vendita nel mercato di maggior tutela 136 soggetti, di cui 134 hanno risposto all'Indagine; le imprese che hanno dichiarato di svolgere l'attività di vendita nel mercato libero sono invece 381: l'84% di queste hanno risposto all'Indagine e tra loro ve ne sono 54 che hanno comunicato di essere rimaste inattive

nel corso dell'anno.

Tenendo conto che molti soggetti sono presenti in più di uno dei segmenti della vendita finale, il totale delle imprese operanti nel mercato della vendita finale elettrica non può essere calcolato come somma dei soggetti di ciascuna fase. D'altro canto, per analizzare lo sviluppo del numero di imprese che lavorano nel mercato finale della vendita elettrica è sufficiente concentrarsi sul segmento del mercato libero, dati i vincoli all'ingresso di nuovi operatori esistenti nel mercato di salvaguardia e in quello di maggior tutela. Nel 2012 i soggetti operanti (cioè che hanno svolto l'attività di vendita

elettrica anche per un periodo limitato dell'anno) erano pari a 136 nella maggior tutela, tre nella salvaguardia e 336 nel libero.

Il numero di venditori di energia elettrica è quindi cresciuto nel 2013 di 50 unità, tutte sul mercato libero. Come si vedrà meglio nel seguito (vedi il paragrafo dedicato), tale numero è in costante espansione dal 2007, anno di completa apertura del mercato, per l'ingresso di nuovi attori provenienti dai settori contigui (segnatamente la vendita di gas), ma anche da altri. Il trend di crescita non si è interrotto nemmeno negli anni più recenti, nonostante sia ormai dal 2008 che i volumi complessivamente venduti sono invece in calo.

TAV. 2.22

Imprese di vendita di energia elettrica nel 2013

MERCATO	IMPRESE OPERANTI ^(A)	IMPRESE RISPONDENTI	DI CUI INATTIVE
Servizio di maggior tutela	136	134	-
Servizio di salvaguardia	3+1 ^(B)	3+1 ^(B)	-
Vendita ai clienti liberi	386	326	54
TOTALE	463	314	51

(A) Imprese che nell'Anagrafica operatori hanno dichiarato di svolgere l'attività nel 2013, anche per un periodo limitato dell'anno.

(B) Per il periodo ottobre-dicembre ha operato una quarta società, solo nel comune di Chiomonte, in sostituzione di Exergia. Si veda il paragrafo relativo al servizio di salvaguardia.

Fonte: Anagrafica operatori dell'AEEGSI e indagine annuale sui settori regolati.

La tavola 2.23 presenta la ripartizione per tipologia di mercato delle vendite finali di energia elettrica nel 2013 al netto degli autoconsumi e delle perdite di rete, nonché del numero totale dei clienti (approssimato, qui come in tutti i paragrafi dedicati alla vendita, dal numero dei punti di prelievo conteggiati secondo il criterio del pro die). La tavola è costruita sulla base dei dati raccolti dall'Autorità presso gli operatori elettrici: esercenti i servizi di maggior tutela e di salvaguardia, grossisti e venditori al mercato libero. I risultati dell'Indagine raggiungono una copertura del 95% circa dei consumi finali stimati da Terna per il 2013¹⁵ (ma questa percentuale può cambiare, tenuto conto della natura pre-consuntiva dei dati utilizzati, sia di fonte Terna, sia dell'Indagine

annuale condotta dall'Autorità presso i venditori).

I risultati dell'Indagine annuale (provvisori per il 2013) mostrano che lo scorso anno sono stati venduti al mercato finale 257 TWh a circa 37 milioni di clienti (Tav. 2.23). Complessivamente i consumi di energia sono diminuiti del 2,7% rispetto al 2012, mentre i consumatori sono saliti di quasi un punto percentuale.

Nonostante il perdurare della crisi economica abbia condotto a un ulteriore calo generale dei consumi, il mercato libero ha "tenuto" meglio del mercato di maggior tutela. Diversamente dagli anni più recenti, i consumi del settore domestico hanno sofferto come quelli degli usi produttivi, anzi leggermente di più.

¹⁵ Per ottenere la percentuale indicata occorre sommare ai consumi finali dell'Indagine esposti nella tavola i dati raccolti nell'Indagine a titolo di autoconsumi propri e di gruppo, oltre che di vendite a clienti finali non allacciati a reti di distribuzione che non sono inclusi nella tavola 2.23.

	VOLUMI			PUNTI DI PRELIEVO		
	2012	2013	VAR.% 2013/2012	2012	2013	VAR.% 2012/2011
Mercato di maggior tutela	69.850	63.832	-8,6%	27.821	26.608	-4,4%
Domestico	46.664	42.657	-8,6%	23.173	22.204	-4,2%
Non domestico	23.186	21.176	-8,7%	4.648	4.404	-5,3%
Mercato di salvaguardia	5.161	4.407	-14,6%	113	93	-17,7%
Mercato libero	189.486	189.225	-0,1%	8.713	10.224	17,3%
Domestico	14.597	16.872	15,6%	5.798	7.100	22,5%
Non domestico	174.889	172.354	-1,4%	2.915	3.124	7,2%
MERCATO FINALE	264.497	257.465	-2,7%	36.647	36.925	0,8%

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.23

Vendite finali di energia elettrica per mercato e tipologia di cliente

Al netto degli autoconsumi e delle perdite; volumi in GWh; punti di prelievo in migliaia

Più precisamente, il settore domestico ha acquistato complessivamente 59,5 TWh contro i 61,3 TWh del 2012, registrando quindi una diminuzione del 2,8%, mentre l'energia acquisita dal settore non domestico – quest'anno quasi 198 TWh in luogo dei precedenti 203 TWh – ha evidenziato una riduzione del 2,6% rispetto al 2012. Come in passato, la quota del mercato tutelato sul mercato totale si è ridotta in termini sia di energia, sia di clienti, mentre la quota del mercato libero è ulteriormente cresciuta in termini di clienti, nonostante abbia venduto sostanzialmente gli stessi quantitativi di energia dell'anno precedente.

Nel mercato di maggior tutela, i volumi di vendita sono diminuiti di quasi nove punti percentuali rispetto al 2012. Le ragioni di tale diminuzione risiedono nella fase congiunturale che nel 2013 è rimasta sostanzialmente negativa, spingendo i consumatori a risparmiare sui costi dell'energia in parte tramite una riduzione dei consumi, ma in parte anche attraverso lo spostamento nel mercato libero, alla ricerca di condizioni di prezzo più favorevoli. Come si vede dalla tavola, in effetti, la perdita di clienti su questo mercato, quantificabile in circa 1,2 milioni punti di prelievo, unitamente a quella osservata nel servizio di salvaguardia (-20.000 punti di prelievo rispetto al 2012), è stata più che compensata dall'incremento del numero di clienti sul mercato libero, salito di oltre 1,5 milioni di unità. Anche la netta riduzione dei consumi medi su tutte le tipologie di clienti (con l'unica eccezione della salvaguardia, per motivi diversi) parrebbe un'ulteriore conferma di questa ipotesi: i consumatori aumentano e quelli nuovi entrano direttamente nel

libero, dove anche quelli "vecchi" si spostano sempre di più nel tentativo di trovare condizioni migliori; tutti comunque consumano sempre di meno, forse perché cambia progressivamente la dotazione dei durevoli o si è sempre più attenti alle questioni ambientali, ma, molto probabilmente, anche per ridurre la spesa energetica.

Nel 2013 l'energia venduta nel servizio di salvaguardia è diminuita quasi del 15%, così come il numero di clienti serviti si è ridotto di quasi 18 punti percentuali. La contrazione dei prelievi sembrerebbe quasi interamente dovuta alla riduzione della platea servita in questo mercato che, dopo aver assorbito punte dovute alla crisi economica delle imprese, sembra essere tornato su livelli più fisiologici.

Viceversa, come si è appena visto, l'elettricità fornita nel 2013 sul mercato libero ha subito una lievissima contrazione (-0,1%), nonostante il forte aumento (+17,3%) dei clienti serviti. La sostanziale stabilità dei volumi venduti sul mercato libero è integralmente dovuta alla notevole crescita che in questo mercato ha registrato il settore domestico: l'energia venduta ai clienti domestici sul mercato libero risulta infatti cresciuta del 15,6% (+22,5% il numero di punti serviti). Anche nel 2013, invece, i consumi non domestici hanno registrato una diminuzione in tutti i mercati: 8,7% nella maggior tutela, 14,6% nella salvaguardia e -2,6% nel libero. Complessivamente, quindi, nel 2013 il mercato tutelato ha acquisito il 25% di tutta l'energia venduta al mercato finale (26% nel 2012), il servizio di salvaguardia ne ha assorbito il 2% (lo stesso che nel 2012) e il mercato libero ne ha acquistato il 73% (contro il 72% del 2012).

TAV. 2.24

Vendite finali di energia elettrica per mercato e tensione

Al netto degli autoconsumi e delle perdite; volumi in GWh; punti di prelievo in migliaia

	2012				2013			
	MAGGIOR TUTELA	SALVA-GUARDIA	LIBERO	TOTALE	MAGGIOR TUTELA	SALVA-GUARDIA	LIBERO	TOTALE
VOLUMI								
Bassa tensione	69.850	1.891	64.119	135.859	63.832	1.590	67.982	133.404
Domestico	46.664	-	14.597	61.261	42.657	-	16.872	59.528
Non domestico	23.186	1.891	49.522	74.598	21.176	1.590	51.110	73.875
Media tensione	-	3.172	91.607	94.780	-	2.702	91.225	93.927
Alta/altissima tensione	-	98	33.760	33.858	-	116	30.018	30.135
MERCATO FINALE	69.850	5.161	189.486	264.497	63.832	4.407	189.225	257.465
PUNTI DI PRELIEVO								
Bassa tensione	27.821	101	8.619	36.542	26.608	83	10.121	36.811
Domestico	23.173	0	5.798	28.971	22.204	-	7.100	29.304
Non domestico	4.648	101	2.821	7.571	4.404	83	3.020	7.508
Media tensione	-	11	93	104	-	10	103	112
Alta/altissima tensione	-	0,1	0,8	0,9	-	0,04	1,0	1,1
MERCATO FINALE	27.821	113	8.713	36.647	26.608	93	10.224	36.925

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

È possibile analizzare il mercato della vendita finale anche sotto il profilo della tensione (Tav. 2.24). Nel 2013 i clienti allacciati in bassa tensione hanno acquistato il 47,8% dell'energia nel mercato di maggior tutela, l'1,2% tramite il servizio di salvaguardia e il 51% sul mercato libero. La porzione del mercato di maggior tutela è ovviamente più elevata (71,2%) se all'interno della bassa tensione si considerano i soli clienti domestici. I clienti non domestici connessi in bassa tensione hanno infatti acquisito solo il 28,7% dell'energia sul mercato di maggior tutela, il 2,2% in salvaguardia e il 69% nel mercato libero. Non vi sono ovviamente clienti allacciati in media o in alta tensione serviti dalla maggior tutela. La quota di energia fornita in regime di salvaguardia è più elevata nel caso dei clienti connessi in media tensione (2,9%), rispetto ai clienti in alta o altissima tensione (0,4%). Tuttavia mentre la media tensione in

salvaguardia è diminuita (nel 2012 la quota era del 3,3%), la quota di energia servita dalla salvaguardia ai clienti connessi in alta tensione è aumentata (nel 2012 era pari allo 0,3%).

Non è sostanzialmente mutata, nel 2013, la distribuzione dei consumi sotto il profilo geografico (Fig. 2.14): la Lombardia è largamente la regione con i consumi più elevati, cui seguono - con valori consistenti - il Veneto, l'Emilia Romagna, il Piemonte e il Lazio. I consumi più ridotti si osservano invece in Basilicata, Molise e Valle d'Aosta. Rispetto al 2012, tuttavia, alcune regioni mostrano tassi positivi di variazione dell'energia venduta, in controtendenza rispetto alla media nazionale: spiccano, in particolare, Valle d'Aosta (18%), Trentino Alto Adige (8%), Umbria (3,3%) e Puglia (2,8%). Viceversa, consumi fortemente in calo rispetto al 2012 si registrano in: Sardegna (21%), Molise (-8%), Calabria e Abruzzo (-6% circa)¹⁶.

¹⁶ La percentuale di variazione nei volumi di vendita regionali è tuttavia influenzata dal numero di venditori (e soprattutto dalla loro localizzazione geografica) che risponde alle varie edizioni dell'Indagine.

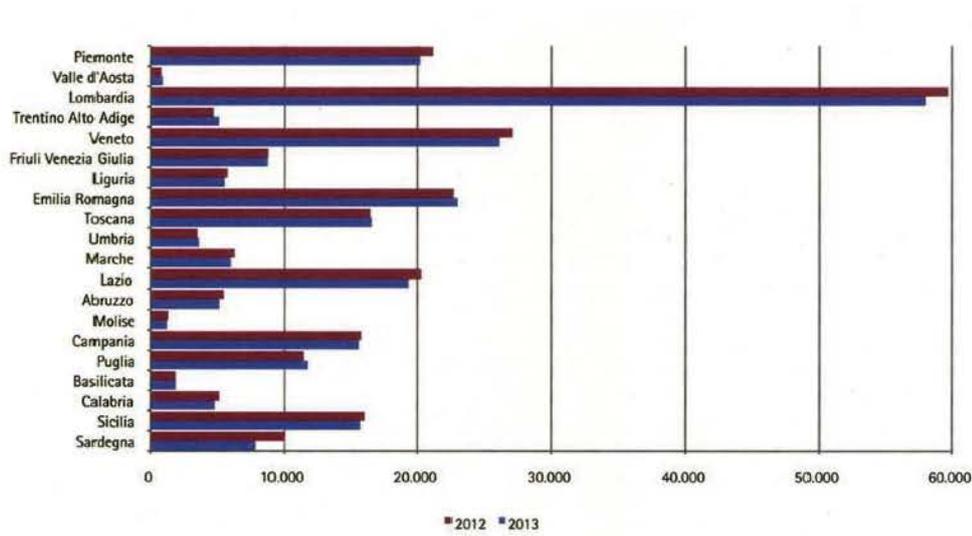


FIG. 2.14

Vendite al mercato finale nel 2012 e nel 2013 per regione GWh

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

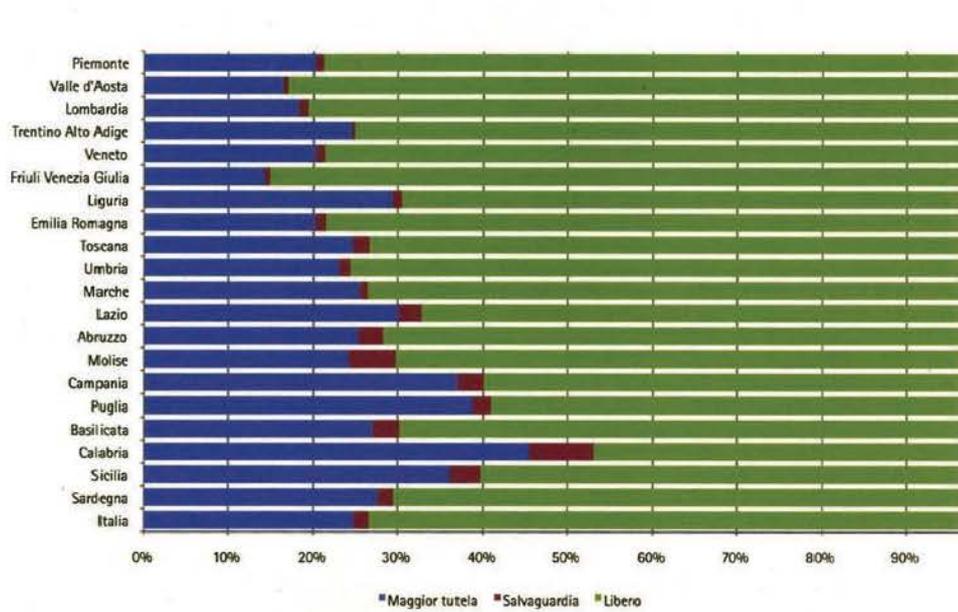


FIG. 2.15

Vendite al mercato finale nel 2013 per regione e per tipologia di mercato
Ripartizione percentuale

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

La figura 2.15 illustra la ripartizione delle diverse tipologie di mercato a livello territoriale che, anche in questo caso, si presenta sostanzialmente analoga a quella relativa al 2012. Il segmento del mercato libero risulta più ampio nelle regioni settentrionali (con il Friuli Venezia Giulia al primo posto, seguito a brevissima distanza dalla Valle d'Aosta e dalla Lombardia: in tutte e tre le regioni la quota del libero supera l'80%), mentre nella maggior parte delle regioni meridionali i segmenti della maggior tutela e della salvaguardia sono più estesi della media nazionale.

La regione Calabria è rimasta quella con la più bassa percentuale di apertura del mercato e l'unica nella quale la quota del mercato libero sulle vendite complessive è inferiore al 50%, sebbene sia in aumento (dal 45% nel 2012 è passata al 47%). Percentuali ridotte, che toccano il 60% circa, si riscontrano anche in Puglia (59% nel 2013, era 54% nel 2012), Campania (60% contro il 56% del 2012) e Sicilia (60,3% contro il 57% del 2012).

La classifica dei primi venti gruppi per vendite al mercato finale per l'anno 2013 (Tav. 2.25) presenta alcune novità interessanti rispetto allo scorso anno, specie per l'avvicinamento dei venditori nelle diverse posizioni.

Il gruppo Enel resta l'operatore dominante nel segmento della vendita finale, nonostante la costante erosione delle sue quote di mercato nei vari segmenti; nel 2013 il suo peso nel mercato totale è sceso al 34,9%, contro il 37,8% del 2012. L'importanza di Enel è massima nel segmento domestico, al quale fornisce ancora il 76% dell'energia da questo consumata, e rimane molto rilevante anche nel segmento non domestico connesso in bassa tensione, dove è pari al 43%. Rispetto al 2012, tuttavia, Enel ha perso la prima

posizione negli altri due segmenti, cioè quello delle vendite a clienti non domestici connessi in media e in alta/altissima tensione, in favore nel primo caso del gruppo Edison e nel secondo caso del gruppo Green Network Luce & Gas.

L'energia venduta da Edison ai clienti non domestici in media tensione ha sostanzialmente raggiunto la quantità venduta loro da Enel (9,9% e 9,8% sono le rispettive quote di mercato verso questi clienti), mentre ha superato di oltre due punti percentuali le vendite di Enel ai clienti connessi in alta o altissima tensione. Con il 7,3% complessivo, il gruppo resta comunque saldamente al secondo posto nella classifica generale.

Al primo posto per vendite a clienti allacciati in alta o altissima tensione si è collocato il gruppo Green Network Luce & Gas, che ha fornito il 17,5% di tutta l'energia consumata in tale segmento. Grazie a questa performance il gruppo, che nel 2012 non era tra i primi venti, è entrato al sesto posto nella classifica generale del 2013.

Specialmente in virtù di vendite importanti a clienti non domestici, il gruppo Eni ha raggiunto, con la quota del 4,1%, il terzo posto nella classifica complessiva per il 2013. Nel 2012 tale posizione era occupata da Acea, divenuta quarta con il 3,9%.

Da segnalare infine per il 2013 l'ingresso tra i primi venti dei gruppi Gala, C.V.A. e GdF Suez e l'uscita di Modula, Alpiq Holding e C.I.E.

Il livello di concentrazione del mercato è diminuito rispetto al 2012: i primi dieci operatori (gruppi societari) coprono il 64% delle vendite complessive (la quota era del 70% nel 2012), mentre ne servono 16 (13 lo scorso anno) per superare il 75%. I primi tre gruppi, tuttavia, dominano tuttora praticamente metà del mercato (46,2%).

GRUPPO	CLIENTI NON DOMESTICI				TOTALE
	CLIENTI DOMESTICI	BT	MT	AT/AAT	
Enel	45.483	31.824	9.179	3.397	89.884
Edison	1.735	3.554	9.337	4.083	18.709
Eni	2.070	1.916	4.262	2.193	10.441
Accea	2.188	2.209	3.520	2.023	9.940
Hera	815	2.899	4.431	270	8.415
Green Network Luce & Gas	8	377	2.050	5.271	7.706
A2A	1.493	2.342	2.667	379	6.879
Sorgenia	705	2.254	3.491	371	6.821
E.On	177	1.567	3.679	462	5.885
Axpo Group	0	721	1.818	3.279	5.818
GALA	4	1.603	3.852	142	5.602
Iren	1.010	1.239	2.117	527	4.892
C.V.A.	130	1.677	2.725	1	4.533
Energetic Source	72	1.586	2.230	210	4.099
Repower AG	0	1.861	1.652	1	3.514
Egea	22	379	2.843	252	3.496
Dolomiti Energia	436	1.232	1.619	82	3.370
GdF Suez	685	228	559	1.743	3.216
Exergja	0	1.032	1.711	118	2.861
Metaenergia	42	263	2.407	109	2.821
Altri operatori	2.451	13.113	27.776	5.222	48.562
TOTALE OPERATORI	59.528	73.875	93.927	30.135	257.465

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.25

Primi venti gruppi per vendite al mercato finale nel 2013
GWh

TIPOLOGIA DI CLIENTE	2012		2013	
	VOLUMI	PUNTI DI RILIEVO	VOLUMI	PUNTI DI RILIEVO
Domestico	8,3%	6,4%	9,7%	7,4%
Non domestico:	32,5%	12,0%	32,2%	15,3%
di cui:				
- bassa tensione	23,4%	11,8%	29,5%	15,1%
- media tensione	37,4%	26,6%	39,0%	27,5%
- alta e altissima tensione	38,0%	16,7%	21,1%	14,5%
TOTALE	27,2%	7,6%	27,2%	9,0%

Fonte: Indagine annuale sui settori regolati.

TAV. 2.26

Tassi di switching dei clienti finali nel 2012 e nel 2013